

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль)/специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции ПС 35/10 кВ
«Тихменево»

Обучающийся

Ю. В. Авилова

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Аннотация

«Работа посвящена реконструкции электрической части понизительной» [7] подстанции 35/10 кВ «Тихменево», расположенной в Лесозаводском районе Приморского края.

На основании проведённого анализа исходных данных, предложена новая рациональная «схема главных электрических соединений подстанции» [3], обусловленная вводом в эксплуатацию второго силового трансформатора в связи с изменением категоричности потребителей.

Выбрано и проверено основное «оборудование распределительных устройств напряжением 35 кВ и 10 кВ, а также схема» [7] и трансформаторы системы собственных нужд объекта проектирования.

«Проведена реконструкция схемы электрических соединений системы собственных нужд» [4] подстанции, обусловленная, в свою очередь, реконструкцией схемы главных электрических соединений подстанции, с выбором новых современных технических решений, позволяющих значительно повысить параметры надёжности, безопасности, бесперебойности, селективности и экономичности на объекте проектирования. Установлено, что внедрённые мероприятия по реконструкции подстанции 35/10 кВ «Тихменево» позволяют значительно повысить технические и экономические показатели на объекте.

Работа представлена расчётно-пояснительной запиской и графической частью, содержащей шесть основных чертежей по основным результатам проведённых исследований. Расчётно-пояснительная записка объёмом 61 печатная страница, выполнена в приложении «Microsoft Word».

Источниками для написания работы являются нормативно-правовые документы, учебные пособия, типичные проекты, а также интернет-ресурсы.

Содержание

Введение	4
1 Анализ исходных данных	7
1.1 Исходная характеристика подстанции	7
1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции подстанции	16
2 Реконструкция электрической силовой части подстанции.....	23
2.1 Расчёт максимальных электрических нагрузок на подстанции	23
2.2 Проверка силовых трансформаторов подстанции на допустимую перегрузку.....	28
2.3 Выбор и проверка проводников	32
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	37
2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов	46
3 Реконструкция системы собственных нужд подстанции.....	53
Заключение	57
Список используемых источников.....	60

Введение

В сегодняшнем прогрессивном технически развитом мире роль электроэнергетики сложно переоценить. При этом в процессе передаче электрической энергии потребителям основную роль играют трансформаторные подстанции энергосистемы. Известно, что понизительные трансформаторные подстанции (ПС) энергосистемы играют ключевую роль в электроэнергетике Российской Федерации, так как они выполняют важные функции в процессе передачи и распределения электроэнергии.

Одной из основных функций трансформаторных подстанций энергосистемы является трансформация напряжения с последующей передачи её потребителю. Электроэнергия производится на высоком напряжении для эффективной передачи через линии электропередачи на большие расстояния. Трансформаторные подстанции позволяют снизить это напряжение до уровня, подходящего для последующего распределения в жилых районах, а также в промышленных комплексах. Таким образом, трансформаторные подстанции также выполняют функцию распределения электроэнергии по потребителям различного типа и вида. Одним из важнейших аспектов применения трансформаторных подстанций энергосистем является возможность регулировать параметры качества электроэнергии, а также управлять её последующим распределением. Кроме того, трансформаторные подстанции могут выполнять роль в непосредственном регулировании нагрузки, а также создания и поддержания баланса мощности в электрической сети и энергосистеме в целом. Для решения поставленной задачи, с одной стороны, применяется электрооборудование, а с другой – рациональные схемы главных электрических соединений. Некоторые узловые трансформаторные подстанции могут быть задействованы как резервные источники электроэнергии, обеспечивая надёжное электроснабжение потребителей в случае аварий основного источника питания. В последние годы в Российской Федерации и в мировой электроэнергетике в целом, активно развивается

интеграция возобновляемых источников энергии, таких, как солнечные, ветровые и прочие аналогичные типы. Трансформаторные подстанции энергосистемы играют важную роль в этом процессе, позволяя интегрировать электроэнергию, полученную от различных нетрадиционных источников, в общую электроэнергетическую систему. Таким образом, трансформаторные подстанции энергосистемы играют важнейшую роль в обеспечении электроэнергией потребителей Российской Федерации, обеспечивая надежное и эффективное электроснабжение населения и промышленности.

«Объектом исследования в данной работе является схема главных электрических соединений нормального режима» [7], а также элементы схемы вторичных цепей (системы собственных нужд) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Предметом исследования являются параметры и характеристики надёжности схемы главных электрических соединений нормального режима, а также схемы вторичных цепей (системы собственных нужд) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Актуальность исследования обусловлена требованиями нормативных документов, регламентирующих и рекомендуемых проведение всех видов реконструкции и модернизации распределительных устройств понизительных трансформаторных подстанций, с целью повышения их параметров надёжности, бесперебойности электроснабжения, безопасности, селективности, а также пропускной способности [3].

Основной целью работы является реконструкция схемы главных электрических соединений, а также элементов схемы вторичных цепей (системы собственных нужд) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тихменево». На основании проведённого анализа исходных данных, необходимо предложить новую рациональную схему питающей и распределительной сетей главных электрических соединений подстанции, что обусловлено вводом в эксплуатацию второго силового трансформатора в связи с изменением категоричности потребителей. Также в работе

планируется осуществить реконструкцию схемы электрических соединений системы собственных нужд подстанции, обусловленная, в свою очередь, реконструкцией схемы главных электрических соединений подстанции, с выбором новых современных технических решений, позволяющих значительно повысить параметры надёжности, безопасности, бесперебойности, селективности и экономичности на объекте проектирования.

«Для достижения поставленной цели, необходимо провести решение основных задач» [1]:

- провести исходную характеристику объекта проектирования с выявлением проблем и несоответствий требованиям и рекомендациям нормативных документов;
- осуществить разработку технических решений, способных решить данную проблематику на объекте проектирования;
- провести обоснование и реализацию принятых технических решений, способных решить данную проблематику на объекте проектирования;
- проверить принятые технические решения, предложить окончательный вариант для внедрения на объекте исследования.

Таким образом, исходя из основных поставленных задач, установлено, что для разработки качественного проекта реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Тихменево», необходимо осуществить выбор и проверку новых схемных решений в силовой части схемы главных электрических соединений, с последующим выбором и проверкой основного оборудования (силовых трансформаторов, электрических проводников и аппаратов), а также схемы и силовых трансформаторов системы собственных нужд объекта проектирования. Предлагаемые мероприятия по реконструкции подстанции 35/10 кВ «Тихменево» позволят значительно повысить её технические и экономические показатели.

Решение поставленных задач осуществляется на основании принятых расчётных методик с учётом рациональных методов исследований.

1 Анализ исходных данных

1.1 Исходная характеристика подстанции

Объектом исследования в данной работе является понизительная подстанция ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Рассматриваемая в работе ПС-35/10 кВ «Тихменево» является одной из распределительных подстанций энергосистемы.

Она расположена в с. Тихменево Лесозаводского района Приморского края.

Территориальное расположение рассматриваемой в работе подстанции 35/10 кВ «Тихменево» на карте с. Тихменево Лесозаводского района Приморского края показано на рисунке 1.



Рисунок 1 – Территориальное расположение рассматриваемой в работе подстанции 35/10 кВ «Тихменево» на карте с. Тихменево Лесозаводского района Приморского края

Подстанция 35/10 кВ «Тихменево» играет важную роль в распределении электроэнергии в энергосистеме Лесозаводского района Приморского края.

Данная понизительная подстанция обслуживается и находится на балансе АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» (далее – АО «ДРСК») - «Приморские Электрические сети», которая является одной из крупнейших распределительных электросетевых компаний России [1].

Согласно официальной информации, приведённой на сайтах компании, АО «ДРСК» - «Приморские Электрические сети» является динамично развивающейся компанией, обеспечивающая значительную долю распределительных мощностей на территории РФ [2].

Таким образом, АО «ДРСК» является крупной и важной компанией на энергетическом рынке Приморского края, выполняющей важную социальную миссию по обеспечению населения и предприятий региона надежным и качественным электроэнергетическим сервисом.

Компания активно работает над повышением энергоэффективности и внедрением новых технологий в области энергетики и электротехники, а также обеспечивает безопасность и охрану труда персонала.

«Структура корпоративного управления АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», в которую входят «Приморские Электрические сети» представлена на рисунке 2» [1].

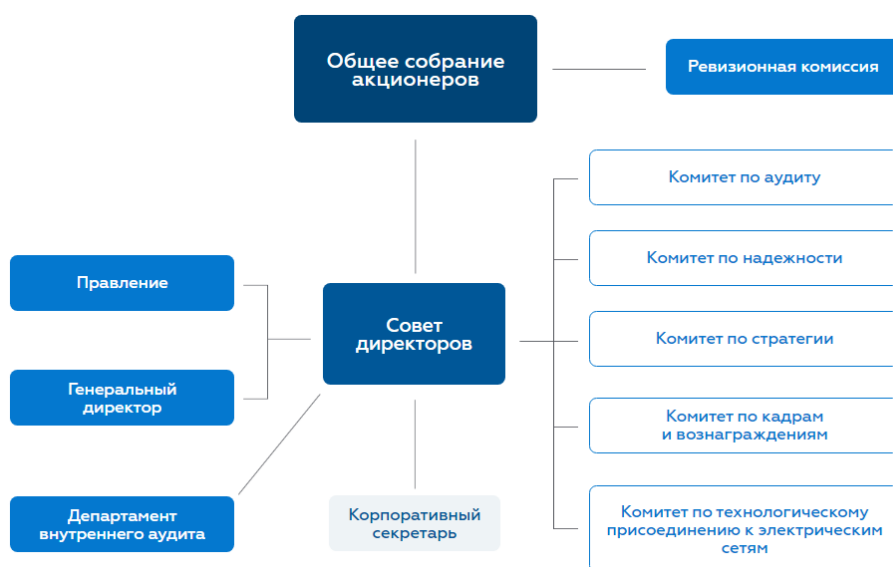


Рисунок 2 – Структура корпоративного управления АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Фактический адрес прохождения практики (АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» - «Приморские Электрические сети»): 692041, Приморский край, г. Лесозаводск, ул. Григоренко, 17 [2].

Расположение АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» - «Приморские Электрические сети» на карте РФ представлено на рисунке 3.

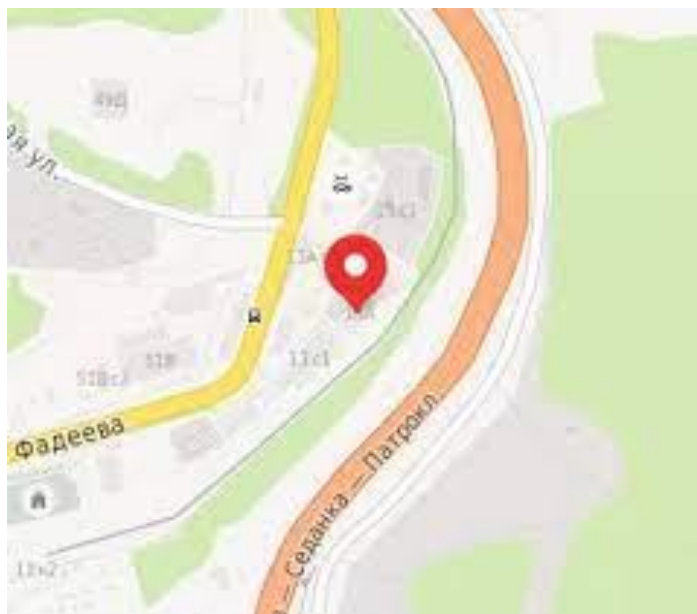


Рисунок 3 – Расположение АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания» - «Приморские Электрические сети» на карте

Кроме того, компания активно работает над совершенствованием своих технологических процессов и внедрением новых технологий в области энергетики и электротехники. Одним из примеров таких проектов является создание энергоэффективных систем освещения на объектах компании, что позволило снизить потребление электроэнергии на освещение объектов компании на 30%.

Компания также активно работает над внедрением системы умного учета электроэнергии, что позволит пользователям контролировать свое потребление электроэнергии и оптимизировать расходы на электроэнергию.

В целом, АО «ДРСК» является крупным и важным энергетическим оператором на Дальнем Востоке России, выполняющим важную социальную

миссию по обеспечению надежного и качественного электроэнергетического сервиса на территории Приморского края.

«Далее в работе, согласно заданию, необходимо привести исходную характеристику распределительных устройств и входящих в них коммутационных и защитных электрических аппаратов рассматриваемой в работе понизительной подстанции «Тихменево» 35/10 кВ» [11].

Как было установлено ранее, данная подстанция является одной из потребительских подстанций региональных электрических сетей.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция 35/10 кВ «Тихменево» снабжает электроэнергией население ближайших населенных пунктов (посёлков, сёл, деревень), а также объекты малого бизнеса (лесопилку, магазины, склады, базы).

«Согласно исходной схеме электрических соединений, с учётом расположения в энергосистеме, ТП-35/10 кВ является однострансформаторной подстанцией тупикового типа» [18].

Исходя из паспорта подстанции 35/10 кВ «Тихменево», определена следующая информация по объекту исследования:

- диспетчерское наименование: ПС-35/10 кВ «Тихменево»;
- год постройки подстанции 35/10 кВ «Тихменево» - 1982;
- дата ввода в эксплуатацию подстанции 35/10 кВ «Тихменево» - 1982;
- наименование проектной организации: «Энергосетьпроект»;
- наименование строительной-монтажной организации: «Энергосельсестрой»;
- месторасположение: с. Тихменево с. Тихменево Лесозаводского района Приморского края.

Питание подстанции ТП-35/10 кВ «Тихменево» осуществляется от двух источников питания, а именно:

- отпайкой от воздушной линии электропередачи 35 кВ «Лесозаводск – Тихменево» (основное питание) – провод марки АС-50/8;

– отпайкой от воздушной линии электропередачи 35 кВ «Шмаковка – Тихменево» (резервное питание) – провод марки АС-50/8.

«Таким образом, установлено, что исходная схема питания подстанции ТП-35/10 кВ – радиального типа с «холодным» резервированием. Такая схема экономичная, надёжная, однако пригодна только для обеспечения электроснабжения потребителей III категории надёжности исходя из нормативных требований» [10].

«Однако от данной подстанции также получают питание» [5] потребители I и II категории, для которых данная схема не допустима, так как не обеспечивает должного уровня резервирования потребителей указанных категорий надёжности [11].

Кроме того, резервное питание от линии 35 кВ «Шмаковка – Тихменево» не автоматизировано, что создаёт массу трудностей и не обеспечивает надлежащего питания потребителей подстанции. Кроме того, в случае аварии во внутренней схеме ОРУ-35 В или в РУ-10 кВ, без питания останутся все потребители, что недопустимо согласно [11].

Нормальная «схема главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ до проведения реконструкции представлена на графическом листе 1.

Рассматриваемая в работе понизительная подстанция переменного напряжения 35/10 кВ «Тихменево» до внедрения мероприятий и рекомендаций по реконструкции, состояла из следующих элементов» [19], описание которых приводится в работе далее по исходной структурной схеме (рисунок 4).

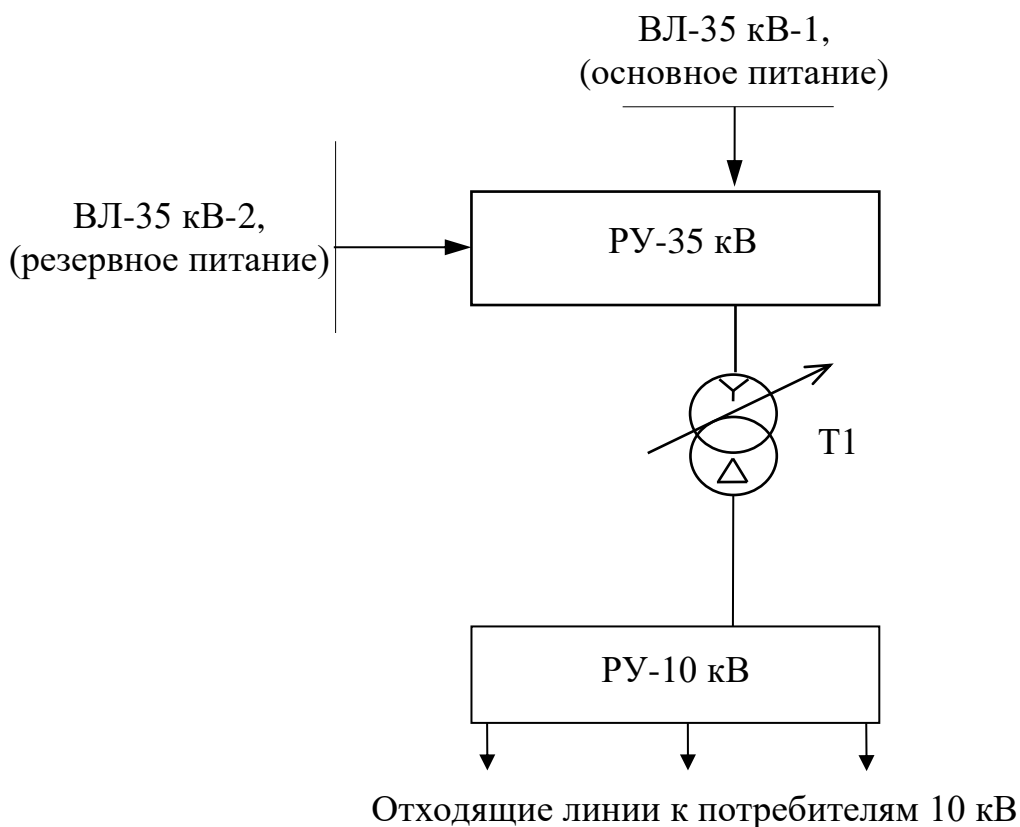


Рисунок 4 – Исходная структурная схема электрических соединений ПС-35/10 кВ «Тихменево»

Далее, исходя из рисунка 1, проводится детальное описание элементов и составляющих исходной структурной схемы ПС-35/10 кВ «Тихменево».

«Первым элементом ТП-35/10 кВ «Тихменево» является распределительное устройство высшего напряжения 35 кВ (далее – ОРУ 35 кВ), которое конструктивно выполнено открытым по радиальной схеме электроснабжения без» [14] автоматического резервирования. Как было указано ранее, резервирование в схеме ОРУ-35 кВ осуществляется от резервной линии 35 кВ «Шмаковка – Тихменево» в ручном режиме путём включения на линии выключателя и двух разъединителей в ручном режиме.

«В исходной схеме электрических соединений на отходящих линиях в ОРУ-35 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ установлены следующие основные защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1):

- масляные баковые выключатели марки С-35М-630-10 БУ1 – 1 единица (год изготовления – 1975, введён в эксплуатацию на подстанции в 1982 году);
- встроенные трансформаторы тока в высоковольтные выключатели марки ТЛ-ЭК-35 М1С – 3 единицы (год изготовления – 1979, введены в эксплуатацию на подстанции в 1982 году);
- разъединители марки РНДЗ-2-35-1000 (с одним заземляющим ножом на полюс) – 4 единицы (год изготовления – 1976, введены в эксплуатацию на подстанции в 1982 году);
- ограничители перенапряжения ОПН-П-35/40,5/10/680-II УХЛ1 (год изготовления – 2007, год ввода в эксплуатацию на подстанции в 2012 году)» [15].

«На рассматриваемой подстанции переменного напряжения 35/10 кВ установлен один силовой трансформатор марки ТМ-1600/35 (год изготовления и ввода в эксплуатацию на подстанции – 1982)» [8].

«В исходной схеме электрических соединений РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ предусмотрена одна рабочая несекционированная система сборных шин без резервирования (однолучевая несекционированная схема без резервирования).

На отходящих линиях в РУ-10 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Тихменево» установлены следующие защитные и коммутационные аппараты (основное оборудование):

- современные вакуумные выключатели марки ВВ/TEL-10-20/1000 – 4 единицы, из них 1 выключатель – вводной и 3 – линейные (год изготовления – 2008, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2010);
- разъединители марки РВЗ-1-10/400 – 9 единиц (год изготовления – 2007, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2010);
- измерительные трансформаторы тока: марки ТПЛ-10 – по 2 единицы во всех четырёх присоединениях (одном вводном и трёх линейных), по схеме неполной звезды (год изготовления – 2002, введены в эксплуатацию на подстанции в 2005 году);

- измерительные трансформаторы напряжения марки НАМИ-10-95 УХ2 – 1 единица (год изготовления – 2001, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2001);
- ограничители перенапряжения марки ОПН-П1-10/12/102УХЛ (год изготовления – 2009, год ввода в эксплуатацию на подстанции – 2012)» [16].

Так как в работе проводится также реконструкция схемы электрических соединений системы собственных нужд, приводится схема данной системы СН (рисунок 5).

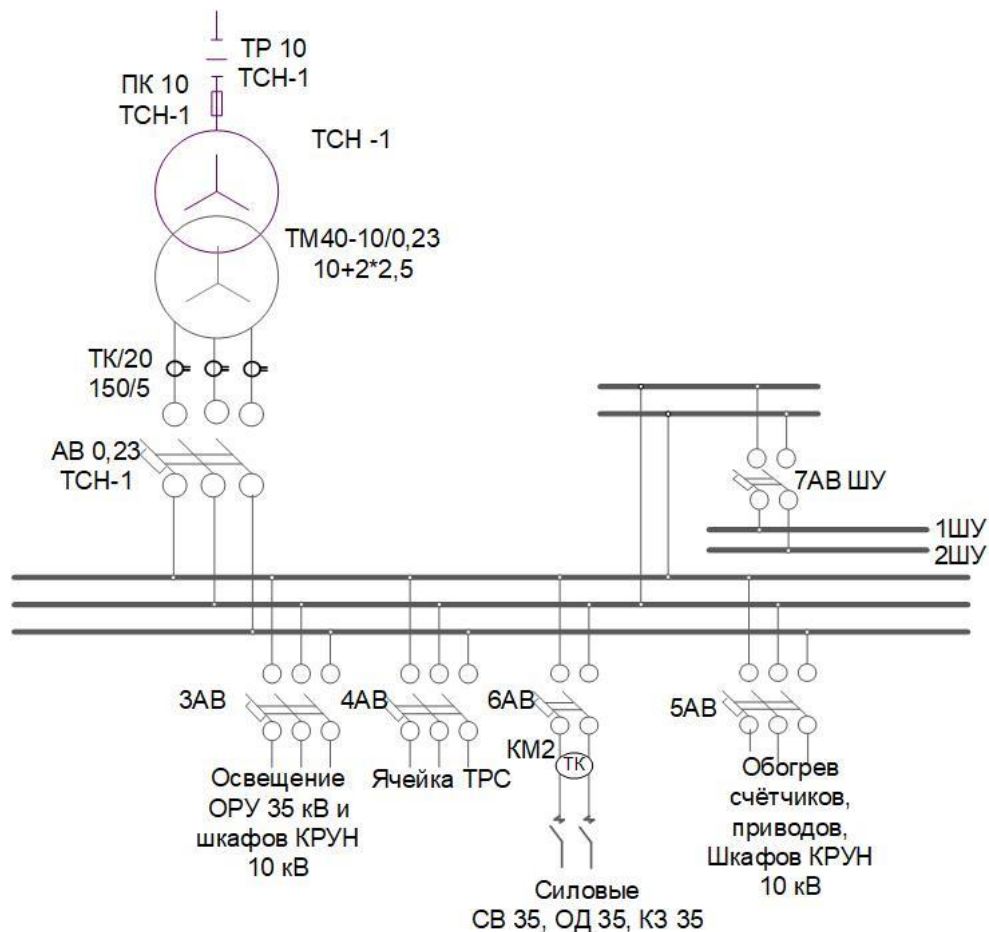


Рисунок 5 – Исходная схема электрических соединений системы собственных нужд подстанции ТП-35/10 кВ «Тихменево»

Для питания потребителей на стороне 10 кВ подстанции 35/10 кВ есть три отходящие линии (фидера). Они питают по радиальной схеме потребители подстанции. Кроме того, предполагается подключение новой нагрузки

(перспективной нагрузки) вновь подключаемых потребителей подстанции на стороне 10 кВ.

Таким образом, данная перспективная нагрузка также должна быть учтена в работе.

Технические данные нагрузки существующих и вновь подключаемых потребителей подстанции ТП-35/10 кВ «Тихменево» Лесозаводского района Приморского края Российской Федерации, представлены в данной работе в форме таблицы 1.

Таблица 1 – Технические данные нагрузки ТП-35/10 кВ «Тихменево» с учётом значений действующей фактической и перспективной нагрузки потребителей подстанции

Номер ячейки потребителя	Наименование присоединения	Максимальная активная нагрузка присоединения, Р _м , кВт
Подключённые потребители (действующая нагрузка)		
2	Ф-3 «Глазовка»	350
3	ТСН	40
5	Ф-2 Тихменево	420
6	Ф-1 «Скит»	380
Всего по ТП-35/10 кВ «Тихменево» (действующая нагрузка)		1190
Всего по ТП-35/10 кВ «Тихменево» (перспективная нагрузка)		900
Всего по ТП-35/10 кВ «Тихменево» (действующая и перспективная нагрузка)		2090

Таким образом, в работе приведены основные технические сведения по исходной схеме главных электрических соединений и основному оборудованию, установленному на ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Составлена и описана структурная схема объекта проектирования, описаны её основные составляющие.

Приведены значения максимальных нагрузок потребителей подстанции 35/10 кВ «Тихменево».

На графическом листе 1 представлена описанная в работе исходная схема главных электрических соединений ПС-35/10 кВ «Тихменево» до внедрения мероприятий по её реконструкции.

1.2 Обоснование мероприятий по реконструкции подстанции

Известно, что основной целью реконструкции трансформаторных подстанций энергосистемы является повышение технических параметров и показателей, таких, как надёжность, экономичность, бесперебойность, а также безопасность.

При этом проект реконструкции должен быть согласован со всеми службами, которые принимают в нём участие, а также с управляющей организацией, на балансе которой находится данная подстанция.

В конечном итоге, реконструкция понижающей подстанции может включать в себя несколько аспектов, а именно:

- улучшение надёжности и безопасности: реконструкция может включать замену устаревшего оборудования, улучшение систем, а также внедрение современных инновационных технологий, чтобы увеличить надёжность работы подстанции и обеспечить безопасность персонала;
- повышение эффективности и энергоэффективности: реконструкция подстанции может быть направлена на снижение потерь энергии в процессе передачи и распределения электроэнергии. Этот вариант может включать замену устаревших трансформаторов более эффективными марками и моделями с улучшенными параметрами, а также усовершенствованными системами охлаждения;
- увеличение нагрузочной способности: в случае, если существующая подстанция не способна обеспечить требуемую мощность для растущей нагрузки, реконструкция может включать в себя установку дополнительных трансформаторов, коммутационного и защитного оборудования, дополнительных ячеек распределительных устройств, а также других компонентов и составляющих;
- интеграция возобновляемых источников энергии: реконструкция может быть направлена на адаптацию подстанции для интеграции

- солнечных, ветровых или других возобновляемых источников электроэнергии в энергосистему;
- улучшение автоматизации и управления: на современных трансформаторных подстанциях рекомендуется внедрение современных систем автоматизации различного типа на базе современных технологий, а также автоматизированного удаленного мониторинга и управления для более эффективного контроля и оперативного вмешательства при возникновении аварийных ситуаций и нештатных режимов;
 - соблюдение нормативных требований: реконструкция может быть необходима для соответствия новым нормативам, стандартам безопасности, экологическим нормам и другим правилам, которые могли появиться с течением времени;
 - поддержание технической актуальности: реконструкция подстанции может быть проведена с целью обновления технологической базы, чтобы соответствовать требованиям современных электроэнергетических систем. В данном случае, такая реконструкция сходна с модернизацией.

Таким образом, конечная цель реконструкции подстанций энергосистемы будет зависеть от потребностей региональной энергетической системы, бизнес-целей компании и требований к эффективности и надежности.

Известно, что реконструкция трансформаторных подстанций может быть полной или частичной. В первом варианте замене подлежит вся схема (узел оборудования). Второй случай предусматривает частичную замену схемы либо узла (как правило, части его оборудования). Оба данных варианта рассматриваются при проведении реконструкции подстанций.

Основные нормы и требования, предъявляемые к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, включают следующие основные аспекты:

- безопасность: работы по реконструкции подстанций должны соответствовать нормам и требованиям по безопасности электротехнических установок [12,13]. Данный аспект включает в себя обеспечение защиты персонала при выполнении работ на всех уровнях, предотвращение аварий и соблюдение правил по электробезопасности с целью недопущения несчастных случаев;
- соблюдение технических нормативов и стандартов: реконструкция понизительных подстанций должна соответствовать национальным и международным стандартам и нормам для электроэнергетических установок, таким, как стандарты Международной электротехнической комиссии (далее – МЭК), а также национальным нормативам [14];
- требования к оборудованию: при реконструкции трансформаторной подстанции необходимо учесть требования к выбору, установке и испытаниям оборудования, включая трансформаторы, выключатели, предохранители, релейную защиту и другие составляющие [10];
- энергоэффективность: при реконструкции следует уделять пристальное внимание внедрению более эффективных и энергосберегающих технологий и решений, так как это может улучшить общую эффективность работы подстанции и участка энергосистемы в целом [5];
- автоматизация и управление: современная реконструкция подстанции должна включать в себя внедрение современных систем автоматизации, удаленного мониторинга и управления, что поможет повысить контроль над процессами и оперативно реагировать на текущие изменения [20];
- соблюдение экологических норм: мероприятия по реконструкции должны соответствовать нормам и требованиям по охране окружающей среды, включая утилизацию старого оборудования и минимизацию воздействия на природу [12];

- учет специфических условий: в проект реконструкции подстанций должны учитываться климатические, географические и другие специфические условия местоположения подстанции [16];
- проектирование и документация: известно, что реконструкция объектов электроэнергетики требует разработки подробного проекта, включая детальные расчёты и проверки, технические чертежи, схемы, спецификации оборудования и другую необходимую документацию [9];
- соблюдение сроков и бюджета: реконструкция должна выполняться в рамках установленных сроков и бюджета, чтобы минимизировать простои и издержки. Данные аспекты по срокам выполнения работ должны быть чётко прописаны в договоре с учётом сметы и капитальных вложений [1].

Основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, в работе проводится аргументированное обоснование целесообразности применения основных мероприятий по реконструкции ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, в работе предложены следующие основные мероприятия по реконструкции и модернизации ПС-35/10 кВ «Тихменево»:

- «модернизация устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ (выключателей и разъединителей), которая реализуется путём замены их на современные модели и марки, отличающиеся улучшенными техническими и экономическими характеристиками» [15]. Таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции;

- «реконструкция схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора на подстанции, так как в связи с изменением категоричности новых потребителей подстанции, большинство из которых относится к I и II категории надёжности, необходим второй источник питания в виде силового трансформатора, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ, обусловленных данным фактом. Данные аспекты соответствуют требованиям нормативных документов, которые предъявляются к электрическим схемам для питания объектов I и II категорий надёжности» [13];
- установлено, что на объекте проектирования планируется увеличение нагрузки потребителей (перспективная нагрузка), что обуславливает её учёт при принятии схемных решений и влечёт реконструкцию схемы электрических соединений РУ-10 кВ подстанции путём ввода в эксплуатацию дополнительной линии 10 кВ и расширения РУ-10 кВ. Таким образом, вся дополнительная перспективная нагрузка будет учтена в проекте с учётом условий резервирования и надёжности;
- с учётом изменения в схеме главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тихменево», предложено провести также реконструкцию схемы собственных нужд подстанции с выбором и проверкой двух трансформаторов собственных нужд, получающих питание от отдельных секций сборных шин 10 кВ. Таким образом, будет повышена надёжность и бесперебойность работы системы собственных нужд подстанции.

Предложенные мероприятия детально рассматриваются и обосновываются расчётным путём на основании принятых методик в работе далее. На основании предложенных основных мероприятий по реконструкции ПС-35/10 кВ «Тихменево», далее в работе проводится аргументированное решение поставленных задач.

Выводы по разделу.

«В работе приведены основные технические сведения по исходной схеме главных электрических соединений» [12] и основному оборудованию, установленному на ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Составлена и описана структурная схема объекта проектирования, охарактеризованы её основные составляющие. Приведены значения максимальных нагрузок потребителей подстанции 35/10 кВ с учётом перспективной нагрузки новой линии 10 кВ.

В результате проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы является чрезвычайно важной, ответственной и необходимой задачей, сопряжённой со значительными техническими и финансовыми издержками.

Основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, в работе предложены следующие основные мероприятия по реконструкции и модернизации ПС-35/10 кВ «Тихменево»:

- «модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ» [6]. Таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции;
- «реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора на подстанции, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ» [18];
- установлено, что на объекте проектирования планируется увеличение нагрузки потребителей (перспективная нагрузка), что обуславливает её учёт при принятии схемных решений и влечёт реконструкцию схемы электрических соединений РУ-10 кВ подстанции путём ввода

в эксплуатацию дополнительной линии 10 кВ и расширения РУ-10 кВ. Таким образом, вся дополнительная перспективная нагрузка будет учтена в проекте с учётом условий резервирования и надёжности;

- с учётом изменения в схеме главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тихменево», предложено провести также реконструкцию схемы собственных нужд подстанции с выбором и проверкой двух трансформаторов собственных нужд, получающих питание от отдельных секций сборных шин 10 кВ. Таким образом, будет повышена надёжность и бесперебойность работы системы собственных нужд подстанции.

Далее в работе расчётным путём, с использованием принятых методик и каталогов заводов-изготовителей, необходимо подтвердить предложенные в данном разделе технические решения по реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Тихменево».

2 Реконструкция электрической силовой части подстанции

2.1 Расчёт максимальных электрических нагрузок на подстанции

Для достижения поставленных целей и обоснования основных технических решений, принятых по реконструкции понизительной подстанции 35/10 кВ «Тихменево», на первом этапе необходимо провести расчёт максимальных электрических нагрузок объекта исследования.

Известно, что расчёт максимальных электрических нагрузок подстанций является важной задачей в электроэнергетике. Этот расчёт позволяет определить, какое количество электроэнергии может быть передано через подстанцию без нарушения стабильности работы системы электроснабжения. Основной целью такого расчёта является обеспечение надёжной и безопасной работы не только подстанции, но и всей электроэнергетической инфраструктуры в целом [2].

Задачи расчёта максимальных электрических нагрузок подстанций включают следующие аспекты [8]:

- сбор исходных данных. На первом этапе необходимо собрать информацию о всех потребителях, получающих питание от данной подстанции, и определить их энергопотребление, включая как текущее потребление, так и прогнозируемый рост нагрузок;
- определение характера нагрузок: на данном этапе проводится систематизация собранного материала. Известно, что электрические нагрузки могут быть различными по характеру: активными (потребление активной мощности), реактивными (потребление реактивной мощности) и комбинированными (смешанными). Известно, что определение характера нагрузок важно для правильного расчёта;
- непосредственное определение максимальной мощности нагрузки: с учётом текущих и будущих нагрузок, а также с учётом моментов

пикового спроса, необходимо расчётным путём определить максимальную активную и реактивную мощность, которая может быть передана через подстанцию;

- проверочный расчёт допустимых перегрузок: известно, что подстанции могут работать в режиме перегрузки на определённое время, но это должно быть ограничено и контролируемо. Проверочный расчёт должен определить, насколько допустимы перегрузки и как долго они могут продолжаться.

В некоторых случаях дополнительно проводится проверочный расчёт стабильности сети (как правило, в узлах разветвлённой энергосистемы высоких классов напряжения). Известно, что передача слишком больших нагрузок через подстанцию может привести к нестабильности работы всей электрической сети. Расчёт должен учитывать этот аспект и гарантировать стабильную работу системы путём учёта баланса мощностей в энергосистеме, в которую входит подстанция.

Таким образом, основными задачами расчёта максимальных электрических нагрузок подстанций является обеспечение стабильной и надёжной работы электроэнергетической системы, минимизация рисков перегрузок и аварий, а также оптимизация использования энергоресурсов.

Проводится непосредственный расчёт максимальных электрических нагрузок подстанции 35/10 кВ «Тихменево». Также необходимо учесть транзитную нагрузку новых линий 35 кВ, предложенных ранее в качестве мероприятий по реконструкции подстанции.

Расчёт нагрузки подстанции проводится по значениям максимальных фактических и перспективных нагрузок (таблица 1).

«Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$P_{пр} = K_3 \cdot P_{м.}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где « $P_{м}$ » – максимальная активная нагрузка присоединений потребителей

подстанции 35/10 кВ, кВт» [11];

K_3 – «коэффициент загрузки потребителей подстанции 35/10 кВ, о.е.» [6].

«Реактивная расчётная нагрузка потребителей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot tg\varphi, \quad (2)$$

где « $tg \varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [8].

«Реактивная полная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

«Расчёт проводится на примере присоединения потребителя 10 кВ Ф-3 «Глазовка» (ячейка РУ-10 кВ СШ-1 ТП-35/10 кВ «Тихменево»)» [18]:

$$P_{np} = 350 \cdot 1 = 350 \text{ кВт.}$$

$$Q_{np} = 350 \cdot 0,4 = 140 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{350^2 + 140^2} \approx 377 \text{ кВА.}$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей 10 кВ понизительной подстанции ТП-35/10 кВ «Тихменево» с приведением результатов расчёта в форме результирующей таблицы 2.

При расчёте нагрузок в таблице 2 учитывается схема электрических соединений подстанции, полученная после внедрения мероприятий по

реконструкции: разделения нагрузок на две секции сборных шин 10 кВ и установка второго ТСН для нового трансформатора (ввод 2)» [13].

Также при расчёте нагрузок перспективная нагрузка выделена в три отдельных линии (фидеры) Ф-4 – Ф6 «Перспективная» (по 300 кВт в каждом фидере). При этом новая (перспективная) нагрузка подключается на 2СШ 10 кВ подстанции. Таким образом, вся перспективная нагрузка будет учтена в работе при реконструкции подстанции, с учётом её равномерного распределения на секции сборных шин 10 кВ.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок ТП-35/10 кВ «Тихменево» после внедрения мероприятий по реконструкции объекта

Наименование присоединения	$P_{пр.}$, кВт	$Q_{пр.}$, квар	$S_{пр.}$, кВА
Подключённые потребители (действующая нагрузка) – 1СШ 10 кВ			
Ф-3 «Глазовка»	350,0	140,0	377,0
Ф-2 Тихменево	420,0	168,0	452,4
Ф-1 «Скит»	380,0	152,0	409,3
ТСН-1	40,0	16,0	43,1
Всего по 1СШ 10 кВ	1190,0	476,0	1281,7
Новые потребители (перспективная нагрузка) – 2СШ 10 кВ			
Ф-4 «Перспективная»	300,0	120,0	323,1
Ф-5 «Перспективная»	300,0	120,0	323,1
Ф-6 «Перспективная»	300,0	120,0	323,1
ТСН-2	40,0	16,0	43,1
Всего по 2СШ 10 кВ	940,0	376,0	1012,4
Всего по ТП-35/10 кВ «Тихменево»	2130,0	852,0	2294,1

«Значение расчётной активной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции 35/10 кВ» [6]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (4)$$

где K_0 – «коэффициент одновременности максимума нагрузок, о.е.» [6]:

$$\sum_{i=1}^n P_{np} - \text{«суммарная активная нагрузка всех присоединений}$$

подстанции 35/10 кВ» [6].

«Значение расчётной реактивной нагрузки секций сборных шин РУ-10 кВ и всей электрической части подстанции 35/10 кВ» [6]:

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (5)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – «суммарная реактивная нагрузка подстанции 35/10 кВ»

[6].

«Значение расчётной полной нагрузки секций сборных шин 10 кВ подстанции 35/10 кВ» [11]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (6)$$

«Расчёт проводится на примере I секции шин РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Тихменево»» [18]:

$$P_{\Sigma} = 0,9 \cdot 1190 = 1071 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = 0,9 \cdot 476 = 428,4 \text{ квар},$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{1071^2 + 428,4^2} \approx 1153,5 \text{ кВА}.$$

«Аналогично в работе проведены расчёты активных, реактивных и полных нагрузок секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции ПС-35/10 кВ «Тихменево», выполненные с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузки, с приведением полученных результатов в форме таблицы 3» [18].

Полученные результаты применяются при выборе и проверке основного оборудования объекта.

Таблица 3 – «Результаты расчёта нагрузок секций сборных шин РУ-10 кВ и всей подстанции ПС-35/10 кВ «Тихменево» с учётом значения коэффициента одновременности максимума нагрузки» [4]

Наименование секции (ТП)	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , квар	S_{Σ} , кВА
Всего по I секции шин РУ-10 кВ (с учётом значения K_o)	1071,0	428,4	1153,5
Всего по II секции шин РУ-10 кВ (с учётом значения K_o)	846,0	338,4	911,2
Всего по ТП-35/10 кВ «Тихменево» (с учётом значения K_o)	1917,0	766,8	2064,7

«Результаты, полученные при расчёте электрических нагрузок реконструируемой ТП-35/10 кВ Лесозаводского района Приморского края Российской Федерации, используются в работе далее для выбора и проверки трансформаторов, проводников и аппаратов» [17].

2.2 Проверка силовых трансформаторов подстанции на допустимую перегрузку

«Далее в работе необходимо проверить силовые трансформаторы подстанции 35/10 кВ на допустимую нагрузку в нормальном режиме, с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме работы, когда на подстанции остаётся один силовой трансформатор» [7], обеспечивающий питание потребителей 1 и 2 категорий надёжности.

Данная проверка обусловлена внедрением в исходную схему главных электрических соединений двух силовых трансформаторов, а также новой перспективной нагрузки в виде отходящих линий к потребителям 10 кВ (таблицы 2,3).

Данный факт обуславливает изменение расчётной нагрузки всей подстанции 35/10 кВ «Тихменево».

Как было указано ранее, на подстанции 35/10 кВ «Тихменево» в исходной схеме электрических соединений установлен один силовой трансформатор номинальной марки ТМ-1600/35.

«После внедрения мероприятий по реконструкции схемы электрических соединений подстанции, в работе была обоснована установка двух силовых трансформаторов, номинальную мощность которых необходимо выбрать и проверить на основе расчётных нагрузок с учётом подключения перспективной нагрузки.

Предполагается выбор и проверка силовых трансформаторов подстанции 35/10 кВ в нормальном и послеаварийном режимах работы по методике» [9].

«Расчётная мощность силового трансформатора для установки на подстанции» [9]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = 0,7 \cdot S_{\text{max.ПС}}, \text{ МВА}, \quad (7)$$

где « $S_{\text{max.ПС}}$ – максимальное значение полной расчетной нагрузки трансформаторной подстанции» (таблица 2)» [12].

«Для расчёта выбирается нагрузка подстанции 35/10 кВ «Тихменево» с учётом коэффициента одновременности (таблица 3)» [6].

«По условию (7) для силовых трансформаторов, установленных на понижающей подстанции 35/10 кВ» [12]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = 0,7 \cdot 2064,7 \approx 1445,3 \text{ кВА}.$$

«Исходя из полученных результатов расчёта, предварительно выбирается для установки на подстанции переменного напряжения ТП-35/10 кВ «Тихменево» после проведения реконструкции, два силовых трансформатора марки ТМ-1600/35.

При проверке проводится сравнение номинальной мощности силового трансформатора и полученного значения расчётной мощности трансформатора ПС-35/10 кВ» [4]:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{ном.т.р.}}, \text{MBA}, \quad (8)$$

«Предварительные условия проверки силовых трансформаторов, выбранных для установки на ПС-35/10 кВ в результате реконструкции, выполняются» [4]:

$$S_{\text{ном.т.}} = 1600 \text{ кВА} \geq S_{\text{ном.т.р.}} = 1445,3 \text{ кВА}.$$

Далее проводится проверочный расчёт силовых трансформаторов подстанции 35/10 кВ на допустимую перегрузку (аварийную перегрузку) в послеаварийном режиме работы.

«Известно, что данные проверки проводятся по фактическим расчётным коэффициентам загрузки силовых трансформаторов, планируемых к установке на подстанции в результате реконструкции.

При этом коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ «Тихменево» не должен превышать значения 0,7» [15]:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot S_{\text{ПС}}}{S_{\text{ном.т}}} \leq 0,7. \quad (9)$$

«Коэффициент загрузки трансформатора подстанции переменного напряжения 35/10 кВ в послеаварийном режиме не должен превышать значения 1,4» [15]:

$$K_{з.н} = \frac{S_{\text{ПС}}}{S_{\text{ном.т}}} \leq 1,4. \quad (10)$$

Таким образом, нормативная загрузка силовых трансформаторов в нормальном режиме работы, установленных на ПС-35/10 кВ «Тихменево»,

соответствует нормативным данным:

$$K_{з.н} = \frac{0,5 \cdot 2064,7}{1600} = 0,64 \leq 0,7.$$

«В послеаварийном режиме один силовой трансформатор подстанции принимает на себя нагрузку всей подстанции с учётом отключения потребителей III категории надёжности» [10].

Таким образом, перегрузка силовых трансформаторов, установленных на ПС-35/10 кВ «Тихменево», в послеаварийном режиме работы, не превышает предельно допустимых нормативных данных, следовательно, марка и тип трансформаторов выбраны правильно:

$$K_{з.н} = \frac{2064,7}{1600} = 1,29 \leq 1,4.$$

«В результате проведения расчётов и проверок установлено, что в процессе реконструкции схемы электрических соединений ПС-35/10 кВ, один силовой трансформатор марки ТМ-1600/35 рекомендуется заменить на два аналогичных трансформатора такой же номинальной мощности и марки (ТМ-1600/35).

Таким образом, в результате проведения соответствующих расчётов по выбору и проверке силовых трансформаторов на подстанции установлено, что условия всех требуемых проверок соблюдается, следовательно, силовые трансформаторы марки ТМ-1600/35, предложенные для установки на подстанции переменного напряжения 35/10 кВ после проведения реконструкции, подходят для установки на данном объекте с учётом подключения дополнительной перспективной нагрузки.

Результаты выбора и проверки силовых трансформаторов» [15] для непосредственной установки на реконструируемой на подстанции 35/10 кВ «Тихменево» также отображены на графическом листе 2.

2.3 Выбор и проверка проводников

Далее в работе проводится выбор и проверка марки и сечения проводников новых и существующих линий 35 кВ и 10 кВ реконструируемой подстанции 35/10 кВ «Тихменево».

Известно, что выбор и проверка проводников на понизительных подстанциях энергосистемы являются важным шагом для обеспечения безопасной и эффективной работы как самой подстанции, так и электроэнергетической системы в целом.

Основной задачей выбора и проверки проводников на подстанции является эффективная передача электроэнергии с минимальными значениями потерь.

При выборе и проверке проводников на подстанции необходимо провести выбор и обоснование следующих технических решений:

- выбор типа проводников в зависимости от схемы подстанции, величины максимальной нагрузки, условий монтажа и эксплуатации и других факторов. Варианты выбора могут включать алюминиевые или медные проводники, а также различные типы проводников (воздушные, кабельные линии, шинные конструкции);
- выбор сечения проводников, которое рассчитывается и проверяется по условиям максимальной нагрузки с учётом резервирования питания (для потребителей 1 и 2 категорий надёжности);
- проверочный тепловой расчет проводников для подтверждения их работоспособности во всех режимах без перегрева. Это также особенно важно для предотвращения возможных пожаров;
- проверка по механической прочности: особенно важна для проводов воздушных линий электропередачи, так как они подвергаются воздействию ветра, снега и других климатических факторов.
- прочие специфические проверки (проверка на динамическую устойчивость шин к токам короткого замыкания, проверка

минимального сечения кабельных линий и другие аналогичные проверки).

Таким образом, выбор и проверка проводников на подстанции 35/10 кВ «Тихменево» является важным заданием.

В работе для установки на подстанции 35/10 кВ «Тихменево», проводится непосредственный выбор и проверка следующих проводников:

- питающей сети 35 кВ – для питания двух силовых трансформаторов подстанции от энергосистемы;
- питающей сети 10 кВ – для обеспечения питания потребителей подстанции.

Во всех перечисленных случаях принимаются к установке на подстанции 35/10 кВ «Тихменево» проводники воздушных линий электропередачи марки АС (неизолированный алюминиевый провод со стальной жилой). Данный тип проводников является классическим вариантом проводов, применяемых на воздушных линиях электропередачи.

«Выбор сечения проводников напряжением выше 1 кВ по экономической плотности тока» [11]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (11)$$

где « j_3 – экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

«Значение максимального тока ПАВ режима» [11]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (12)$$

где « S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА;

I_p – расчётный ток нормального режима;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ» [10].

«Проверка выбранного сечения» [11]:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (13)$$

где « $I_{доп}$ – предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [10].

«Проверка в послеаварийном режиме работы» [11]:

$$I_{доп} \geq I_{p.м}, \quad (14)$$

«где $I_{p.м}$ – максимальный ток послеаварийного режима, А» [6].

«Проверка сечения по механической прочности» [8]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (15)$$

По приведённым условиям, проводится непосредственный выбор и проверочные расчёты питающей линии реконструируемой подстанции 35/10 кВ. В результате внедрения мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений, предлагается сохранить две питающие линии 35 кВ, сделав их обе основными источниками питания силовых трансформаторов подстанции.

Таким образом, в результате внедрения мероприятий по реконструкции, питание подстанции ТП-35/10 кВ «Тихменево» осуществляется от двух источников питания, а именно:

- отпайкой от воздушной линии электропередачи 35 кВ «Лесозаводск – Тихменево» (основное питание трансформатора Т1);
- отпайкой от воздушной линии электропередачи 35 кВ «Шмаковка – Тихменево» (основное питание трансформатора Т2).

«Ток нормального режима питающей ВЛ-35 кВ для питания каждого трансформатора ПС-35/10 кВ» [6]:

$$I_p = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 26,4 \text{ А.}$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-35 кВ» [4]:

$$F_3 = \frac{26,4}{1,1} \approx 24 \text{ мм}^2.$$

«Исходя из полученных результатов расчёта, для питания силовых трансформаторов подстанции на стороне 35 кВ, принимается минимально допустимое сечение по климатическим условиям для Приморского края, равное 50 мм² (провод марки АС-50/8). Допустимый ток для данного сечения провода равен 210 А» [4]. Следовательно, сечение провода питающей линии в результате проведения реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции, остаётся без изменений.

«Максимальный расчётный ток ПАВ режима питающей ВЛ-35 кВ для питания каждого трансформатора подстанции 35/10 кВ с учётом резервирования в схеме» [4]:

$$I_{p.m} = 1,4 \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 35} \approx 36,95 \text{ А.}$$

«Проверка провода по току нормального режима выполняется» [4]:

$$210 \text{ А} \geq 29,7 \text{ А.}$$

«Проверка провода по максимальному току также выполняется» [4]:

$$210 \text{ A} \geq 41,6 \text{ A}.$$

«Проверка выбранного сечения провода питающей ВЛ-35 кВ понизительной подстанции 35/10 кВ по механической прочности по гололёду и ветру также выполняется» [4]:

$$50 \text{ мм}^2 = 50 \text{ мм}^2.$$

«Условия проверок выполняются, следовательно, данный провод марки АС-50/8 полностью удовлетворяет всем условиям выбора и проверки и подходит в качестве провода для питающей линии 35 кВ к трансформаторам подстанции 35/10 кВ после её реконструкции» [4].

«Аналогично выбраны остальные проводники распределительной сети напряжением 10 кВ подстанции (таблица 4)» [4].

Таблица 4 – «Результаты выбора и проверки сечения воздушных линий питающей (35 кВ) и распределительной (10 кВ) сетей подстанции 35/10 кВ после проведения реконструкции схемы главных электрических соединений объекта» [4]

Наименование линии электрической сети подстанции	I_p , А	$I_{p,max}$, А	$F_{ст}$, мм ²	Марка провода	$I_{доп}$, А
Питающая сеть подстанции 35 кВ					
ВЛ-35 кВ-1Т	26,4	36,95	50	АС-50/8	210
ВЛ-35 кВ-2Т	26,4	36,95	50	АС-50/8	210
Распределительная сеть подстанции 10 кВ					
Ф-3 «Глазовка»	21,7	30,5	35	АС-35/6,2	175
Ф-2 Тихменево	26,1	36,6	35	АС-35/6,2	175
Ф-1 «Скит»	23,6	33,1	35	АС-35/6,2	175
Ф-4 «Перспективная»	18,7	26,1	35	АС-35/6,2	175
Ф-5 «Перспективная»	18,7	26,1	35	АС-35/6,2	175
Ф-6 «Перспективная»	18,7	26,1	35	АС-35/6,2	175

Все выбранные проводники на ПС-35/10 кВ «Тихменево» соответствуют всем требуемым условиям проверки в нормальном, максимальном режимах работы, а также по механической прочности.

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

Известно, что главной целью расчёт токов короткого замыкания на понизительных трансформаторных подстанциях, является обеспечение безопасной и надёжной работы электрооборудования и электрических сетей, минимизация повреждений в случае короткого замыкания, а также определение параметров релейной защиты и автоматики срабатывания защитных устройств.

Основные задачи расчёта токов короткого замыкания включают:

- определение максимальных токов короткого замыкания (далее – КЗ): известно, что расчёт токов короткого замыкания позволяет определить максимальные значения токов, которые могут протекать в системе в случае короткого замыкания (как правило, в максимальном режиме работы системы). Это помогает выбрать и проверить соответствующее электрооборудование, а также электрические сети и уставки максимальной защиты;
- выбор и настройка устройств защиты: расчёт токов КЗ помогает определить параметры и настройки защитных реле, которые воздействуют на привод выключателей, отключающие, в свою очередь, повреждённый участок сети при коротком замыкании и предотвратить, таким образом, распространение и развитие повреждений;
- согласование защиты: результаты расчёта токов короткого замыкания также позволяет произвести координацию (согласование) между различными уровнями защиты в электроэнергетической системе. Это означает, что защитные устройства должны срабатывать в определенной последовательности, чтобы быстро изолировать только тот участок системы, где произошло короткое замыкание, минимизируя негативное влияние на другие участки (селективность релейной защиты);

- оценка механической устойчивости: величина тока короткого замыкания влияет на механическую устойчивость оборудования подстанции и энергосистемы в целом. Расчёт механической устойчивости к токам КЗ позволяет гарантировать безопасность, надёжность и долговечность оборудования;
- оценка термической устойчивости: токи КЗ оказывают существенное влияние на температурные характеристики оборудования и сетей подстанции, приводя к выходу из строя изоляции и токоведущих частей вследствие резкого увеличения температуры в системе.
- определение влияния на соседние элементы энергосистемы: токи короткого замыкания на подстанции могут влиять на соседние элементы энергосистемы, вызывая падение напряжения, увеличение токов и появление высших гармоник. Расчёт данного влияния позволяет оценить, какие дополнительные меры могут потребоваться для обеспечения нормальной работы энергосистемы.

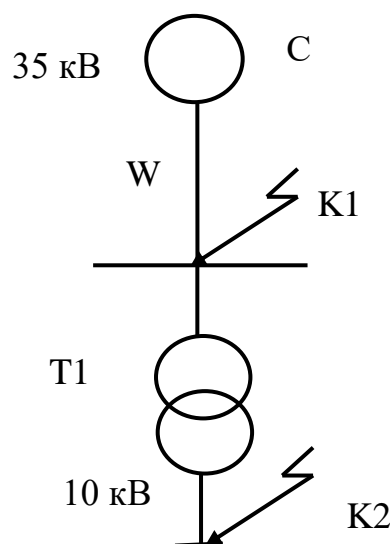
Расчёт токов короткого замыкания включает в себя анализ электрических параметров системы (напряжение, сопротивления, мощности, а в энергосистеме, состоящих из разветвлённых линий высокого напряжения – индуктивности и емкости), выбор типа КЗ (асимметричные или симметричные виды КЗ), выбор методов расчёта (расчётный, графический, метод упорядоченных диаграмм и другие), а также использование математических моделей для описания поведения подстанции и энергосистемы в случае короткого замыкания и определение результатов, которые затем используются при выборе и проверке основного оборудования и настройке параметров релейной защиты и автоматики.

Расчёт токов КЗ на ПС-35/10 кВ «Тихменево» в работе проводится при использовании расчётного метода, в относительных единицах при приведении к базисным условиям. При этом в энергосистеме предполагается наличие максимального режима работы при возникновении трёхфазного тока КЗ (симметричный вариант).

В таком режиме токи КЗ максимальны.

На первом этапе необходимо составить расчётную схему и схему замещения электрической сети подстанции [20].

«Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на ПС-35/10 кВ представлена на рисунке 6» [20].

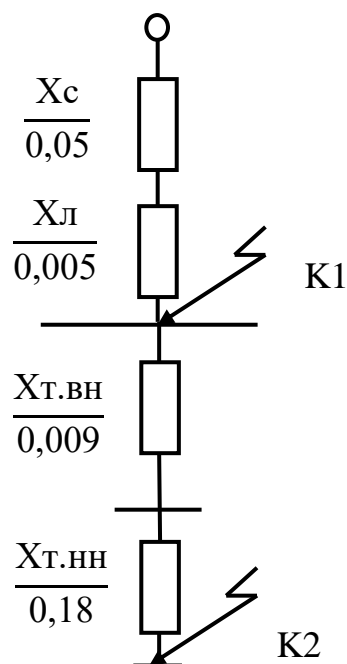


«Рисунок 6 – Исходная упрощённая схема для расчёта токов КЗ в максимальном режиме на ТП-35/10 кВ» [12]

Схема замещения представляет собой разновидность принципиальной схемы, в которой все основные элементы замещаются сопротивлениями, индуктивностями и ёмкостями.

Влияние последних двух на параметры схемы минимальны, поэтому их значениями можно пренебречь» [10].

«Исходная схема замещения для расчёта токов короткого замыкания на ТП-35/10 кВ в максимальном режиме с учётом приведённых выше технических условий, представлена на рисунке 7» [17].



«Рисунок 7 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на ТП-35/10 кВ «Тихменево» в максимальном режиме» [12]

«В качестве основной базисной ступени для расчёта в работе выбирается ступень высшего напряжения – 35 кВ» [12].

Вторая ступень трансформации (10 кВ) – не основная, при расчёте токов КЗ полученный результат на ней необходимо умножить на коэффициент трансформации трансформатора подстанции.

«Базисная мощность» [12]:

$$S_{\sigma} = 1600 \text{ кВА} = 1,6 \text{ МВА}.$$

«Базисное напряжение схемы определяется с учётом номинального напряжения» [16]:

$$U_{\sigma} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}}, \text{кВ}. \quad (16)$$

«Таким образом, базисные напряжения для двух ступеней трансформации схемы (35 кВ и 10 кВ)» [12]:

$$U_{\delta.1} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ.}$$

$$U_{\delta.2} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ.}$$

«Базисный ток» [12]:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta}}. \quad (17)$$

«Базисный ток для двух ступеней трансформации схемы (35 кВ и 10 кВ)» [12]:

$$I_{\delta 1} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 36,75} \approx 0,03 \text{ кА,}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{1,6}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \approx 0,1 \text{ кА.}$$

«Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ТП-35/10 кВ «Тихменево» в именованных единицах.

Определяются сопротивления питающей линии, трансформаторов подстанции со стороны 35 кВ и 10 кВ, с учётом обобщённого сопротивления энергосистемы.

Сопротивление системы в схеме замещения определяется по известной формуле» [12]:

$$X_c = \frac{S_{\delta}}{S_{кз}}, \quad (18)$$

«где $S_{кз}$ - «мощность трёхфазного КЗ на шинах энергосистемы» [12].

«Сопротивление системы» [12]:

$$X_c = \frac{1,8}{36} = 0,05 \text{ Ом.}$$

Сопротивление питающей ВЛ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Тихменево»:

$$X_l = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp.cm}^2}, \quad (19)$$

«Где x_0 - удельное сопротивление ВЛ, Ом/км [10];

L - суммарная длина ВЛ, км» [12].

$$X_l = 0,4 \cdot 6,5 \cdot \frac{1,8}{36,75^2} = 0,005 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление обмотки ВН (35 кВ) трансформатора» [12]:

$$X_{т.вн} = \frac{0,125 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (20)$$

«Для трансформатора подстанции (1600 кВА) с учётом приведения к базисным условиям схемы» [12]:

$$X_{т.вн} = \frac{0,125 \cdot 7,5 \cdot 1,6}{100 \cdot 1,6} = 0,009 \text{ Ом.}$$

«Сопротивление обмотки НН (10 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ТП-35/10 кВ» [12]:

$$X_{т.нн} = \frac{1,75 \cdot U_{квн\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{н.т.}}. \quad (21)$$

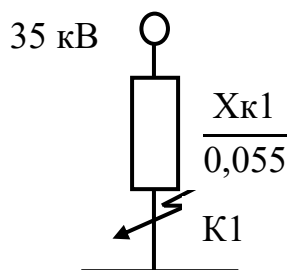
«Для трансформатора подстанции (1600 кВА) с учётом приведения к базисным условиям схемы» [12]:

$$X_{т.нн} = \frac{1,75 \cdot 10,5 \cdot 1,6}{100 \cdot 1,6} = 0,18 \text{ Ом.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, в именованных единицах» [12]:

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}^*} \cdot I_{б.}^* \quad (22)$$

«Проводится преобразование исходной схемы замещения с целью расчёта токов КЗ в точке К1 (рисунок 8)» [17].



«Рисунок 8 – Схема замещения, преобразованная для расчёта токов КЗ в расчётной точке К1» [17]

«Результирующее сопротивление к точке К1 в именованных расчётных единицах» [12]:

$$X_{к1} = X_c + X_l. \quad (23)$$

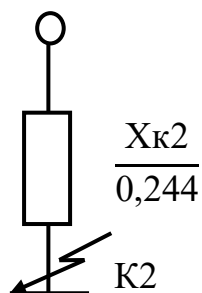
«В именованных единицах» [12]:

$$X_{\kappa 1} = 0,05 + 0,005 = 0,055 \text{ Ом.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах» [12]:

$$I''_{\kappa 1} = \frac{1}{0,055} \cdot 0,03 \approx 0,55 \text{ кА.}$$

«Схема замещения для расчета тока трёхфазного короткого замыкания в расчётной точке К2 представлена на рисунке 9» [17].



«Рисунок 9 – Схема замещения, преобразованная для расчёта токов КЗ в расчётной точке К2» [12]

«Результирующее сопротивление к точке К2 в именованных расчётных единицах» [12]:

$$X_{\kappa 2} = X_c + X_l + X_{т.вн} + X_{т.лн}. \quad (24)$$

$$X_{\kappa 2} = 0,05 + 0,005 + 0,009 + 0,18 = 0,244 \text{ Ом.}$$

«Точка К2 находится не на основной ступени, значит» [9]:

$$I''_{\kappa 2} = \frac{E}{X_{\kappa 2}} \cdot I_{\sigma 2} \cdot K_m. \quad (25)$$

$$I''_{к2} = \frac{1}{0,244} \cdot 0,1 \cdot \frac{36,75}{10,5} \approx 1,43 \text{ кА.}$$

Ударный ток является аperiodической составляющей тока короткого замыкания. Он определяет мгновенное её значение, по которому проверяется оборудование подстанции [12].

«Значение ударного тока» [12]

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I''_{к}, \text{ кА,} \quad (26)$$

где $k_{уд}$ – «ударный коэффициент» [12].

«Для расчётных точек схемы К1 и К2, значение ударных токов в именованных единицах» [12]:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 0,55 = 1,24 \text{ кА.}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 1,43 = 2,83 \text{ кА.}$$

«Все полученные результаты расчёта токов КЗ, а также величины ударных токов, на шинах 35 кВ и 10 кВ в максимальном режиме работы реконструируемой ТП-35/10 кВ, представлены в таблице 5» [12].

«Таблица 5 – Результаты расчёта токов короткого замыкания в максимальном режиме работы реконструируемой ТП-35/10 кВ» [12]

Параметр	Единица измерения	Расчётная точка КЗ	
		Точка К1 (35 кВ)	Точка К2 (10 кВ)
$I_{к}$	кА	0,55	1,43
$i_{уд}$	кА	1,24	2,83

«Полученные результаты расчета токов короткого замыкания и ударных токов на шинах 35 кВ и 10 кВ в максимальном режиме работы ПС-35/10 кВ «Тихменево», полученные в работе, будут использоваться для проверки выбранного нового оборудования подстанции» [12].

2.5 Выбор и проверка электрических аппаратов

«Известно, что выбор и проверка электрических аппаратов на трансформаторной подстанции – это важнейший этап проектирования, который» [4] направлен на обеспечение надежной и безопасной работы не только самой подстанции, но и всей энергосистемы в целом.

«Ранее в работе предложены следующие основные мероприятия по реконструкции схемы главных электрических соединений и модернизацию основного силового оборудования ПС-35/10 кВ» [10] «Тихменево», которые обуславливают выбор и проверку новых электрических аппаратов схемы главных электрических соединений объекта проектирования:

- с целью улучшения параметров надёжности схемы энергетического узла Приморского края, предлагается провести модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ. Таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции, а также долговечность оборудования;
- «с учётом предложенной реконструкции схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора на подстанции, а также реконструкция схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ, обусловленных данным фактом» [18], необходимо ввести в эксплуатацию новые электрические аппараты в схеме главных соединений объекта проектирования;
- так как к шинам 10 кВ понизительной подстанции подключаются три новые линии перспективной нагрузки, необходимо выбрать и проверить новые электрические аппараты на данных электрических присоединениях в РУ-10 кВ объекта проектирования.

Остальные электрические аппараты подстанции 35/10 кВ «Тихменево» отвечают требованиям надёжности, безопасности и экономичности, поэтому в замене не нуждаются.

Их необходимо проверить на соответствие установке в соответствующих распределительных устройствах объекта проектирования.

Известно, что наиболее важным высоковольтным электрическим аппаратом на «подстанциях переменного напряжения энергосистем является высоковольтный выключатель.

Поэтому в первую очередь проводится их выбор и проверки» [2].

«Выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий:

– по номинальному напряжению» [18]:

$$U_{уст} \leq U_n \quad (27)$$

где « $U_{уст}$, $U_{ном}$ – соответственно напряжения установки и номинальное напряжение выключателя (параметр завода-изготовителя)» [18];

– «по максимальному рабочему току» [16]:

$$I_{раб.макс} \leq I_n \quad (28)$$

где « $I_{раб.макс}$, I_n – соответственно, максимальный рабочий ток электроустановки и номинальное значение тока выключателя» [16];

– «проверка выключателя на симметричный ток отключения» [18]:

$$I_{пт} \leq I_{откн} \quad (29)$$

где « $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов» [18];

« $I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выключателя высокого напряжения, кА» [18];

– «проверка выключателя на отключение асимметричного тока» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{\pi\tau} + i_{a\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (30)$$

где « $i_{a\tau}$ – значение аperiodической составляющей тока КЗ;

β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в токе КЗ;

τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так» [7]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (31)$$

где « $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с» [7];

– «на электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ» [18]:

$$i_y \leq i_{нр.с}, \quad (32)$$

где « $i_{нр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ;

i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [18];

– «проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса» [18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (33)$$

где « B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$;

I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$;

t_T – длительность протекания тока устойчивости, с» [18].

«При этом тепловой импульс с учётом токов короткого замыкания» [18]:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (34)$$

«По условиям (27) – (34) осуществляется выбор и проверка электрических аппаратов для установки на ПС-35/10 кВ» [18] «Тихменево».

Выбору подлежат выключатели и разъединители основной силовой цепи схемы главных электрических соединений «ТП-35/10 кВ в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования и реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции» [20].

«Результаты выбора и проверки выключателей высокого напряжения для установки в РУ-35 кВ ПС-35/10 кВ «Тихменево», представлены в работе в форме таблицы 6» [18].

Таблица 6 – «Результаты выбора и проверки высоковольтных выключателей для установки в РУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Тихменево» в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования и реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Выключатели ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 41,6 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 0,55 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 1,24 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 52 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 0,55^2 \cdot 3 =$ $= 0,91 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Для всех присоединений выбраны выключатели ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1.

Все выбранные выключатели для установки на вводных, секционном и транзитных соединениях в РУ 35 кВ ПС-35/10 кВ, удовлетворяют всем требуемым условиям выбора и проверки» [3].

Таким образом, они могут быть рекомендованы к установке и дальнейшей эксплуатации на объекте исследования.

«Аналогично выбраны новые выключатели для установки в РУ 10 кВ ПС-35/10 кВ (таблица 7)» [18].

Таблица 7 – «Результаты выбора и проверки высоковольтных выключателей для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Тихменево» в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования и реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Выключатели вакуумные ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 145,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{н.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{н.т} = 1,43 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,83 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,43^2 \cdot 3 = 6,13 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Все выбранные выключатели РУ-10 кВ подстанции удовлетворяют требуемым условиям» [5].

Следовательно, они могут быть рекомендованы к установке в результате реконструкции подстанции и модернизации её оборудования.

Далее проводится выбор и проверка разъединителей 35 кВ.

«Результаты выбора и проверки новых разъединителей для установки в РУ-35 кВ ПС-35/10 кВ, представлены в таблице 8» [18].

Таблица 8 – «Результаты выбора и проверки высоковольтных разъединителей для установки в РУ-35 кВ ТП-35/10 кВ «Тихменево» в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования и реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители РГП.1А-III-35/1000 УХЛ1	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 35 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 41,6 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$B_K = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с.}$

«Аналогично выбраны разъединители для установки в РУ-10 кВ подстанции (таблица 9)» [18].

Таблица 9 – «Результаты выбора и проверки высоковольтных разъединителей для установки в РУ-10 кВ ТП-35/10 кВ «Тихменево» в результате внедрения мероприятий по модернизации оборудования и реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции» [18]

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные технические данные
Разъединители РВЗ-1-10/400	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 145,7 \text{ А.}$	$I_{ном} = 400 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 2,83 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 31,5 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 1,43^2 \cdot 3 = 6,13 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Ограничители перенапряжения устанавливаются в комплекте с вакуумными выключателями, выбранными в работе ранее, с целью защиты от внутренних перенапряжений, возникающих при их коммутации.

Также ОПН комплектуются трансформаторы напряжения и вводы воздушных линий электропередачи в схеме подстанции.

Установлено ранее, что все ОПН на подстанции 35/10 кВ не требуют замены, поэтому могут эксплуатироваться после проведения модернизации и реконструкции остального оборудования.

«Таким образом, для установки в схеме главных электрических соединений силовой сети на реконструируемой ТП-35/10 кВ, принимаются ограничители перенапряжения, которые были установлены на подстанции в исходной схеме главных электрических соединений:

- для установки в РУ 35 кВ подстанции – ОПН типа ОПН-П-35/40,5/10/680-П УХЛ1;
- для установки в РУ 10 кВ подстанции – ОПН типа ОПН-П1-10/12/102 УХЛ» [19].

Исходя из полученных результатов, можно утверждать, что все новые электрические аппараты являются надёжными и могут быть применены на подстанции.

Они показаны в графической части работы.

Выводы по разделу.

«В результате выполнения работы, в связи с мероприятиями по реконструкции схемы электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тихменево», обусловленными вводом в эксплуатацию двух силовых трансформаторов» [11] и тремя новыми линиями перспективной нагрузки 10 кВ, а также необходимости частичной модернизации и выбора нового оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ в связи с его износом, проведены соответствующие расчёты и приняты технические решения:

- рассчитаны максимальные электрические нагрузки подстанции с учётом ввода в эксплуатацию двух трансформаторов и нового распределения электроэнергии в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ;
- с учётом проведения реконструкции схемы электрических соединений на объекте проектирования, выбраны и проверены по условиям допустимой нагрузки нормального режима, а также максимальной допустимой перегрузки послеаварийного режима, два силовых трансформатора марки ТМ-1600/35;
- выбраны и проверены проводники питающих воздушных линий 35 кВ, а также новых отходящих линий перспективной нагрузки 10 кВ;
- рассчитаны «токи короткого замыкания максимального режима, а также ударные токи КЗ;
- в связи с реконструкцией схемы электрических соединений подстанции» [19], с учётом необходимости модернизации силового оборудования, в РУ-35 кВ на вводных присоединениях выбрано и проверено следующее новое современное основное оборудование: выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1 и разъединители РГП.1А-III-35/1000 УХЛ1;
- в РУ-10 кВ подстанции для новых фидеров перспективной нагрузки выбраны и проверены выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки ВВ/TEL-10-20/1000 и разъединители РВЗ-1-10/400.

3 Реконструкция системы собственных нужд подстанции

В связи с реконструкцией схемы главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тихменево», предусматривающей установку двух силовых трансформаторов, а также изменения в режиме работы подстанции, предлагается провести реконструкцию схемы электрических соединений системы собственных нужд подстанции.

Известно, что обеспечение собственных нужд на трансформаторной подстанции, то есть энергией, необходимой для обеспечения работы самой подстанции и поддержания ее функциональности, является важным аспектом в проектировании подстанции.

Собственные нужды на трансформаторной подстанции 35/10 кВ «Тихменево» включают в себя следующие технические системы жизнеобеспечения:

- обеспечение освещения всех зон и помещений на подстанции для обеспечения надлежащей и безопасной работы персонала в тёмное время суток;
- системы контроля и автоматики, предусматривающая работу мониторинговых и управляющих систем, которые следят за состоянием оборудования, параметрами энергосистемы, а также автоматически реагируют на возможные сбои или аварии;
- климатические системы, обеспечивающие поддержание комфортных условий внутри помещений, особенно в помещениях РУ-10 кВ с оборудованием, где может быть высокая тепловая нагрузка и низкая температура в зимнее время года. Такие системы включает в себя вентиляцию и отопление, а также кондиционирование воздуха;
- системы безопасности, состоящие в поддержании работы систем видеонаблюдения, охранной сигнализации, пожарной сигнализации и автоматической пожаротушения для обеспечения безопасности на трансформаторной подстанции;

- системы связи и передачи данных, включая обеспечение работы средств связи, таких как телефоны, интернет, радиосвязь, необходимых для оперативной связи с внутри подстанции, а также с другими подстанциями и центральными управляющими органами;
- система административные нужд, которая включает обеспечение работы офисных устройств, компьютеров, принтеров и другой оргтехники для административных и управленческих функций;
- система технического обслуживания и ремонта оборудования: обеспечение электроэнергией инструментов, механизмов и оборудования, используемых для технического обслуживания, ремонта и монтажа оборудования подстанции;
- системы учета и мониторинга энергопотребления: работа систем, позволяющих отслеживать и анализировать энергопотребление самой подстанции, что позволяет эффективно использовать и планировать распределение электроэнергии на объекте.

Таким образом, система собственных нужд обеспечивает надежную и эффективную работу многих важнейших систем трансформаторной подстанции, а также безопасность персонала.

С учётом мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тихменево», предусматривающей установку двух силовых трансформаторов, а также изменения в режиме работы подстанции, предлагается провести реконструкцию схемы электрических соединений системы собственных нужд (далее – СН) подстанции. При этом в реконструированной схеме предполагается установка двух трансформаторов собственных нужд (далее – ТСН), которые получают питание от шин 10 кВ подстанции по радиальной схеме электроснабжения.

Резервирование в схеме СН предлагается осуществить на напряжении 0,4кВ путём установки устройства автоматического включения резерва на секционном автомате (графический лист 6).

Принятая схема собственных нужд подстанции 35/10 кВ «Тихменево», полученная в результате проведения реконструкции «системы собственных нужд объекта проектирования, представлена в работе на рисунке 10» [16].

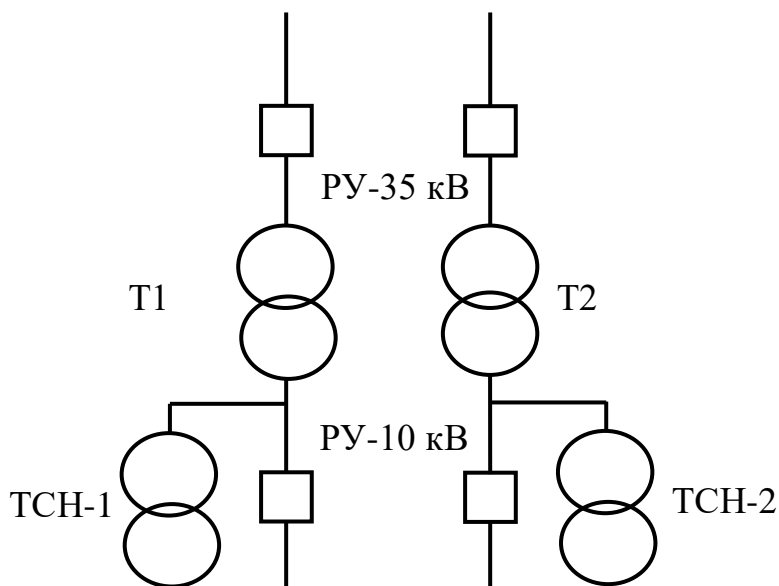


Рисунок 10 – Принятая схема собственных нужд подстанции 35/10 кВ «Тихменево», полученная в результате проведения реконструкции системы собственных нужд объекта проектирования

Далее проводится выбор и проверка ТСН, для чего необходим расчёт нагрузки СН (таблица 10).

«Таблица 10 – Расчёт нагрузки системы собственных нужд ПС-35/10 кВ» [1]

Наименование потребителя системы собственных нужд	Потребляемая нагрузка		
	$P_{\text{макс}}$, кВт	$Q_{\text{макс}}$, квар	$S_{\text{макс}}$, кВА
Отопление помещений РУ-10 кВ и диспетчерской	10,00	-	10,00
Подогрев шкафов и оборудования РУ-10 кВ	5,00	-	5,00
Рабочее освещение	2,00	-	2,00
Аварийное освещение	1,00	-	1,00
Вентиляция и кондиционирование помещений, диспетчерской и ячеек РУ-10 кВ	10,00	-	10,00
Системы связи и передачи данных, система административные нужд	2,00	-	2,00
Системы учета и мониторинга энергопотребления	0,50	-	0,50
Системы контроля и автоматики, система безопасности	3,50	-	3,50
Итого	34,00	-	34,00

«Суммарная нагрузка собственных нужд ПС-35/10 кВ» [8]:

$$S_{\text{макс.сн}} = k_{\text{р.м}} \sqrt{\sum_1^n P_{\text{макс}}^2 + \sum_1^n Q_{\text{макс}}^2}, \quad (35)$$

где « $P_{\text{макс}}$ – суммарная активная потребляемая нагрузка СН, кВт» [8];

« $Q_{\text{макс}}$ – суммарная реактивная потребляемая нагрузка СН, квар» [8].

«Расчётная полная нагрузка СН» [1]:

$$S_{\text{макс.сн}} = 0,85 \sqrt{34^2 + 0^2} = 28,9 \text{ кВА}.$$

«Расчетная мощность ТСН» [1]:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{макс.сн}}}{k_3 \cdot n}, \text{ кВА}. \quad (36)$$

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{28,9}{0,7 \cdot 2} = 20,64 \text{ кВА}.$$

«Принимаются два трансформатора СН марки ТМ-25/10 У1» [1].

Выводы по разделу.

Приведены основные потребители системы СН подстанции 35/10 кВ «Тихменево», в результате чего выбраны два ТСН марки ТМ-25/10 У1. С учётом мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции, предусматривающей установку двух силовых трансформаторов, а также изменения в режиме работы подстанции, проведена реконструкция схемы электрических соединений системы СН подстанции. В реконструированной схеме предполагается установка двух ТСН, которые получают питание от шин 10 кВ подстанции по радиальной схеме электроснабжения. Резервирование в схеме СН осуществляется на напряжении 0,4 кВ путём установки устройства АВР на секционном автомате.

Заключение

В работе проведена реконструкция схемы главных электрических соединений, а также элементов схемы вторичных цепей (системы собственных нужд) понижающей подстанции ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Приведены основные технические сведения по исходной схеме главных электрических соединений и основному оборудованию, установленному на ПС-35/10 кВ «Тихменево».

Составлена и описана структурная схема объекта проектирования, охарактеризованы её основные составляющие. Приведены значения максимальных нагрузок потребителей подстанции 35/10 кВ с учётом перспективной нагрузки новой линии 10 кВ.

В результате проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, установлено, что реконструкция трансформаторных подстанций энергосистемы является чрезвычайно важной, ответственной и необходимой задачей, сопряжённой со значительными техническими и финансовыми издержками.

Основываясь на приведённой технической информации, с учётом проведённого анализа литературы по вопросу норм и требований, которые предъявляются к реконструкции понизительных подстанций энергосистем Российской Федерации, в работе предложены следующие основные мероприятия по реконструкции и модернизации ПС-35/10 кВ «Тихменево»:

- модернизацию устаревших электрических аппаратов в РУ-35 кВ. Таким образом будет повышена надёжность и бесперебойность в системе силового оборудования подстанции;
- «реконструкцию схемы электрических соединений подстанции на стороне 35 кВ, предусматривающей установку второго трансформатора на подстанции, а также реконструкцию схемы электрических соединений ОРУ-35 кВ и РУ-10 кВ» [18];

- установлено, что на объекте проектирования планируется увеличение нагрузки потребителей (перспективная нагрузка), что обуславливает её учёт при принятии схемных решений и влечёт реконструкцию схемы электрических соединений РУ-10 кВ подстанции путём ввода в эксплуатацию дополнительной линии 10 кВ и расширения РУ-10 кВ. Таким образом, вся дополнительная перспективная нагрузка будет учтена в проекте с учётом условий резервирования и надёжности;
- с учётом изменения в схеме главных электрических соединений подстанции 35/10 кВ «Тихменево», предложено провести также реконструкцию схемы собственных нужд подстанции с выбором и проверкой двух трансформаторов собственных нужд, получающих питание от отдельных секций сборных шин 10 кВ. Таким образом, будет повышена надёжность и бесперебойность работы системы собственных нужд подстанции.

В результате выполнения работы, в связи с «мероприятиями по реконструкции схемы электрических соединений подстанции 35/10 кВ, обусловленными вводом в эксплуатацию двух силовых трансформаторов» [1] и тремя новыми линиями перспективной нагрузки 10 кВ, а также необходимости частичной модернизации и выбора нового оборудования РУ-35 кВ и РУ-10 кВ в связи с его износом, проведены соответствующие расчёты и приняты технические решения:

- рассчитаны максимальные электрические нагрузки подстанции с учётом ввода в эксплуатацию двух трансформаторов и нового распределения электроэнергии в РУ-35 кВ и РУ-10 кВ;
- с учётом проведения реконструкции схемы электрических соединений на объекте проектирования, выбраны и проверены по условиям допустимой нагрузки нормального режима, а также максимальной допустимой перегрузки послеаварийного режима, два силовых трансформатора марки ТМ-1600/35;
- выбраны и проверены проводники питающих воздушных линий 35

- кВ, а также новых отходящих линий перспективной нагрузки 10 кВ;
- рассчитаны «токи короткого замыкания максимального режима, а также ударные токи КЗ;
 - в связи с реконструкцией схемы электрических соединений подстанции» [5], с учётом необходимости модернизации силового оборудования, в РУ-35 кВ на вводных присоединениях выбрано и проверено следующее новое современное основное оборудование: выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки ВР35НСМ-20/1600 УХЛ1 и разъединители РГП.1А-III-35/1000 УХЛ1;
 - в РУ-10 кВ подстанции для новых фидеров перспективной нагрузки выбраны и проверены выключатели высокого напряжения вакуумного типа марки ВВ/TEL-10-20/1000 и разъединители РВЗ-1-10/400.

Приведены основные потребители системы СН подстанции 35/10 кВ «Тихменево», в результате чего выбраны два ТСН марки ТМ-25/10 У1.

С учётом мероприятий по реконструкции схемы главных электрических соединений подстанции, предусматривающей установку двух силовых трансформаторов, а также изменения в режиме работы подстанции, проведена реконструкция схемы электрических соединений системы СН подстанции.

В реконструированной схеме предполагается установка двух ТСН, которые получают питание от шин 10 кВ подстанции по радиальной схеме электроснабжения. Резервирование в схеме СН осуществляется на напряжении 0,4кВ путём установки устройства АВР на секционном автомате.

Таким образом, в результате выполнения работы, на основе технических расчётов и теоретических выкладок, подтверждены все предлагаемые технические решения и мероприятия по реконструкции подстанции 35/10 кВ «Тихменево». Установлено, что предложенные в работе мероприятия по реконструкции ПС-35/10 кВ «Тихменево» позволят повысить надёжность, безопасность, экономичность и бесперебойность работы схемы главных электрических соединений данной подстанции.

Список используемых источников

1. ГОСТ 29322-2014. «Напряжения стандартные» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200115397> (дата обращения: 14.08.2023).
2. ГОСТ 32144-2013. «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200104301> (дата обращения: 14.08.2023).
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 14.08.2023).
4. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
5. Китунович Ф.Г. Энергетика России. 1920-2020 гг. В 4 томах. М.: Энергия, 2020. 1072 с.
6. Климова Г.Н. Электроэнергетические системы и сети. Энергосбережение. Учебное пособие. М.: Юрайт, 2018. 180 с.
7. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2020. 320 с.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
9. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
10. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от

01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 14.08.2023).

11. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.

12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

13. Правила устройства электроустановок. М.: Альвис, 2018. 632 с.

14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.

15. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.

16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

17. СТО 56947007-29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200088422> (дата обращения: 14.08.2023).

18. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200069554> (дата обращения: 14.08.2022).

19. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра. 2019. 136 с.

20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: Министерство энергетики, 2020. 142 с.